

Ilmenauer Beiträge zur Wirtschaftsinformatik

Herausgegeben von U. Bankhofer, V. Nissen
D. Stelzer und S. Straßburger

M. Petsch, V. Nissen, F. Termer, I. Flachsenberger,
H. Schorcht, O. Warweg, M. Werner, P. Bretschneider

Der Einfluss von Smart Metern auf die Geschäfts- prozesse kommunaler Energieversorger

Arbeitsbericht Nr. 2012-02, Dezember 2012



Autor: M. Petsch, V. Nissen, F. Termer, I. Flachsenberger, H. Schorcht, O. Warweg, M. Werner, P. Bretschneider

Titel: Der Einfluss von Smart Metern auf die Geschäftsprozesse kommunaler Energieversorger

Ilmenauer Beiträge zur Wirtschaftsinformatik Nr. 2012-02, Technische Universität Ilmenau, 2012

ISSN 1861-9223

ISBN 978-3-938940-43-3

URN urn:nbn:de:gbv:ilm1-2012200300

© 2012 Institut für Wirtschaftsinformatik, TU Ilmenau

Anschrift: Technische Universität Ilmenau, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften,
Institut für Wirtschaftsinformatik, PF 100565, D-98684 Ilmenau.
<http://www.tu-ilmenau.de/wid/forschung/ilmenauer-beitraege-zur-wirtschaftsinformatik/>

Gliederung

Abbildungsverzeichnis	ii
1 Einleitung	1
2 Rechtliche Rahmenbedingungen und resultierende Geschäftsprozesse	2
2.1 Regulatorischer Rahmen	3
2.2 Einfluss des Smart Metering	4
2.3 Anforderungen an kommunale EVU	5
3 Ausgewählte Geschäftsprozesse	6
3.1 Umsetzung bei einem kommunalen Energieversorger	6
3.2 Identifikation von Anpassungsnotwendigkeiten	9
4 Zusammenfassung	13
Literaturverzeichnis	15

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vertragsbeziehungen am deutschen Energiemarkt	4
Abbildung 2: Ausschnitt der Prozesslandkarte des kommunalen Energieversorgers	6
Abbildung 3: Zählerfernauslesung zur täglichen Lastgangübermittlung	7
Abbildung 4: Empfang der Messwerte beim Lieferanten	7
Abbildung 5: Prozess zur Kundenabrechnung	8
Abbildung 6: Empfang der Messwerte und Tarifierung beim Lieferanten	10
Abbildung 7: Prozess der Abrechnung für Smart Meter Kunden	12

Zusammenfassung: In den letzten Jahren wurden eine Vielzahl regulatorischer Vorgaben durch den Gesetzgeber entworfen, die erheblichen Einfluss auf die Veränderung der Abläufe nahezu aller Beteiligten am Energiemarkt im Allgemeinen und auf kommunale Energieversorger im Besonderen haben. Die Entwicklung neuer Technologien, wie Smart Meter, wirken hier teilweise noch verstärkend. In vorliegendem Beitrag soll untersucht werden, wie sich insbesondere Smart Meter auf die Geschäftsprozesse eines kommunalen Energieversorgers auswirken und welche eventuellen Optimierungs- aber auch Gefahrenpotenziale sich dadurch ergeben.

Dieser Arbeitsbericht wurde als Beitrag auf dem Workshop „Smart Grid“ der 42. Jahrestagung der Gesellschaft für Informatik 2012 angenommen. Da alle Beiträge des Workshops nur temporär verfügbar gemacht und nicht im allgemeinen Tagungsband publiziert wurden, erfolgt diese Publikation als Arbeitsbericht.

1 Einleitung

Das Energieversorgungssystem in Deutschland unterliegt aktuell umfangreichen Forschungen, um es für den zukünftigen Wandel zu rüsten. Die Verknappung der Ressourcen fossiler Energieträger, die seit längerem geführte Klimadiskussion und die aktuell wieder sinkende Akzeptanz konventioneller Energieerzeugung aus Atomkraft [AW10] waren und sind die Motivation zu den sowohl gesellschaftlich als auch politisch unterstützten Zielen der Erhöhung der Effizienz der Energienutzung und der Erhöhung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien (EE). Die Umsetzung dieser Ziele unter Berücksichtigung der Aufgabe, das jederzeitige systemweite Gleichgewicht zwischen Energiebereitstellung und -verbrauch sicherzustellen, führt zu Veränderungen in den Bereichen der Erzeugung, des Transports, des Verbrauchs elektrischer Energie sowie des regulatorischen Umfeldes.

Bei der Betrachtung des Verbrauchs sind im Bereich der Haushaltskunden erhebliche Einsparpotenziale zur Erreichung der Ziele vorhanden. So können Einsparungen von bis zu 9,5 TWh [WI06] jährlich erreicht werden. Weiterhin bietet der Haushaltssektor theoretisch ein Potenzial an Lastverlagerung zur besseren Auslastung der vorhandenen Kapazitäten von bis zu 3,7 GW [KI07]. Als ein Schlüssel zur Nutzung dieser Potenziale im Haushaltsbereich wird u. a. die Smart Meter Technologie angesehen¹. Im Rahmen des Forschungsprojekts RESIDENS, ein Projekt zur Untersuchung der effizienteren Energienutzung durch systemtechnische Integration des privaten Endabnehmers, gefördert durch das Thüringer Kultusministerium, wurden bei unterschiedlichen Kunden die Smart Meter Mess- und Kommunikationsinfrastruktur erprobt. Neben systemtechnischen Arbeiten wurden ebenfalls Untersuchungen zur Auswirkung von Smart Metern auf die Geschäftsprozesse eines regionalen Energieversorgungsunternehmens (EVU) vorgenommen [F111].

Im folgenden Beitrag werden die regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen untersucht und erläutert, die relevanten Ist-Prozesse werden betrachtet und notwendige Soll-Prozesse abgeleitet. Damit soll versucht werden, einen Beitrag zur Beantwortung der

¹ Smart Meter ist die Bezeichnung für einen intelligenten Stromzähler. Hierbei können im Gegensatz zu den bisher verwendeten Ferraris-Zählern der Stromverbrauch elektronisch erfasst und die Daten entsprechend gespeichert und an die betroffenen Marktpartner übertragen werden.

noch offenen Forschungsfrage zu leisten, wie die konkrete Umsetzung der oben genannten Anforderungen in KMU aussehen kann, in dem auf die Besonderheiten eines regionalen Stadtwerkes bei der Umsetzung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) eingegangen und auf dabei entstehende konkrete Herausforderungen fokussiert wird. Als Ausblick werden die Möglichkeiten der Einführung von Smart Metering betrachtet, um diesbezüglich zukünftige Chancen aufzuzeigen [Be10].

2 Rechtliche Rahmenbedingungen und resultierende Geschäftsprozesse

Die Umsetzung der veränderten Gesetze und Rahmenbedingungen, die zur weiteren Liberalisierung der Energiemärkte beitragen sollen (z. B. das EnWG [BMJ05]), stellt sich gerade für kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) als Herausforderung dar, da diese wesentlich von den zur Verfügung stehenden und in diesem Fall stark limitierten Ressourcen abhängt.

Als KMU werden EVU betrachtet, an deren Elektrizitätsverteilernetz nach §7 Abs. 2 EnWG weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und damit nicht zwangsläufig gemäß §7 Abs. 1 den Zwang nach Rechtlicher Entflechtung von Verteilernetzbetreibern unterliegen. Diese werden auch als vertikal integrierte EVU (§3 Abs. 38) bezeichnet. Das bedeutet aber auch, dass diverse Aufgaben, die bei großen EVU auf rechtlich eigenständige Unternehmen verteilt sind, hier durch vergleichsweise kleine Unternehmen, z. B. Stadtwerke, in Personalunion umgesetzt werden müssen.

Insbesondere die Entflechtung (Unbundling) des Übertragungs- und Verteilnetzbetriebes von der Energiegewinnung und dem Energievertrieb wirkt sich auf jedes vertikal integrierte EVU [Ap04] aus und führt gerade für KMU zu vergleichsweise erhöhtem Mehraufwand [Ap06]. So ist z. B. die Erleichterung hinsichtlich der rechtlichen Entflechtung für eine rechnungsmäßige Entflechtung für Unternehmen o. g. Größe nicht vorgesehen. So stehen KMU nun vor der Aufgabe, Tätigkeitsbereiche (wie z. B. Netzerweiterung, Erstellung von Netzanschlüssen), die vormals häufig gemeinsam organisiert und verwaltet wurden, voneinander abzugrenzen und organisatorisch eigenständig zu verwalten. Um den damit einhergehenden Mehraufwand zu bewältigen, werden Lösungen benötigt, die IT-basiert Prozesse der KMU optimieren und idealerweise

automatisieren. Ein Ansatz könnte in diesem Zusammenhang die Smart Meter Technologie sein, die im folgenden noch ausführlicher dargestellt wird.

2.1 Regulatorischer Rahmen

Der gesetzliche Rahmen für die Energieversorgung in Deutschland wird durch das EnWG definiert. Ursprünglich wurde es im Jahre 1935 erlassen, um eine Konkurrenzsituation auf dem Energiemarkt zugunsten einer sicheren und ökonomischen Energieversorgung zu verhindern. Mit Veröffentlichung der EU Richtlinie 96/92/EG [EU96] und folgender auf den Energiemarkt bezogenen Richtlinien sind seit 1998 stetig Veränderungen und Anpassungen vorgenommen worden. Diese führten zur Öffnung des Energiemarktes für neue Marktteilnehmer (Liberalisierung), zur Entflechtung vertikal integrierter EVU (Unbundling) und nach dem Scheitern des verhandelten Netzzugangs zu einem durch die Bundesnetzagentur regulierten Netzzugang. Für die einzelnen Teilbereiche des Unbundling, rechtliche Entflechtung (§7 EnWG), operationelle Entflechtung (§8 EnWG), informationelle Entflechtung (§9 EnWG) und buchhalterische Entflechtung (§10 EnWG), existieren ansatzweise Empfehlungen und Anforderungsbeschreibungen (z. B. [Po06], [WS08], [KI05], [St08]), allerdings bleibt eine Konkretisierung für KMU bzw. Stadtwerke aus. Lediglich einige Erfahrungsberichte geben Hinweise auf mögliche Handlungsweisen, zeigen Probleme auf und fokussieren dabei die IT-Auswirkungen [WS09]. Demgegenüber bestehen aber auch konkrete Vorgaben, z. B. bzgl. der einheitlichen Festlegung von Geschäftsprozessen oder Datenformaten [BNA06] und Strategien zu deren Nachweis [BA09].

Daraus folgte, dass mit der Liberalisierung des Energiemarktes neue und existierende Markttrollen (siehe **Abbildung 1**) und deren Aufgaben konkretisiert und definiert wurden. Hierzu gehören beispielsweise der Netzbetreiber als Verantwortlicher für den Betrieb der Stromnetze und den Transport der Energie, die Lieferanten, welche die Energie an die Endkunden verkaufen, und die Bilanzkreisverantwortlichen, deren Aufgabe der bilanzielle Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch ist. Vertragliche Kooperationen zwischen diesen Partnern dienen der Sicherstellung der Energieversorgung.

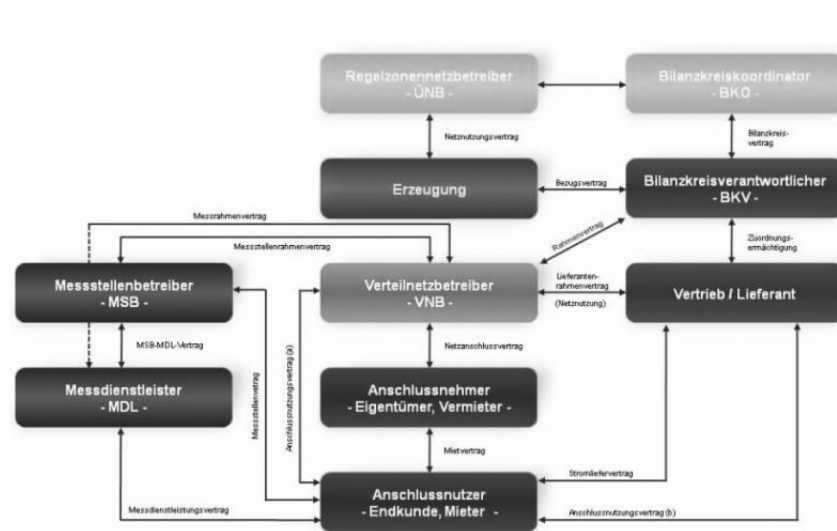


Abbildung 1: Vertragsbeziehungen am deutschen Energiemarkt [BR10]

2.2 Einfluss des Smart Metering

Auf Europäischer Ebene wurden durch die EDL-Richtlinie² 2006/32/EG [EU06] die Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz und der Steuerung der Energienachfrage europaweit definiert. Mit dem Einsatz intelligenter Zähler zur Widerspiegelung des tatsächlichen Energieverbrauchs und der tatsächlichen Nutzungszeit, soll den Kunden die Möglichkeit geboten werden, den Energieverbrauch in Abhängigkeit von persönlichen Bedürfnissen besser zu optimieren. Mit der Stromrichtlinie 2009/72/EG [EU09] wurde die nationale Einführung der intelligenten Zähler bis zum Jahr 2020 unter Berücksichtigung einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung forciert³.

Die Umsetzung der europäischen Vorgaben auf Bundesebene erfolgte durch das Integrierte Energie- und Klimaprogramm (IEKP) [BMW11], in dessen Rahmen die Liberalisierung des Messwesens und die Etablierung intelligenter Messverfahren und variabler Tarife beschlossen wurden. Auf Gesetzesebene wurden diese Beschlüsse mit der Novellierung des EnWG im Jahre 2009 umgesetzt. Im §21b EnWG erfolgt die Liberalisierung des Messwesens. Somit hat jeder Kunde die Möglichkeit, einen Dritten als Messstellenbetreiber und Messdienstleister zu bestimmen. Im §40 EnWG werden die Energielieferanten aufgefordert, solche Tarife anzubieten, welche die Kunden zu

² EU-Richtlinie „Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen“ (2006/32/EG)

³ „Wird die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet, so werden mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet.“ [EU09]

Einsparungen anregen. Zudem können die Verbraucher eine unterjährige Verbrauchsabrechnung anfordern.

2.3 Anforderungen an kommunale EVU

Mit Entflechtung der EVU und Definition der verschiedenen Marktrolleen ergeben sich unterschiedliche Ausprägungen der wahrzunehmenden Aufgaben und Pflichten eines kommunalen EVU. Dabei gilt zudem zu beachten, dass eine rechtliche Entflechtung entsprechend §7 Abs. 2 EnWG für kleinere Stadtwerke nicht zwingend ist, solange die konkrete Umsetzung der Prozessvorgaben im Unternehmen transparent und diskriminierungsfrei ist. Jedoch hat die Umsetzung der durch den Regulator definierten Prozesse direkt Auswirkungen auf die Geschäftsprozesse innerhalb des EVU und verändert die täglichen Abläufe entscheidend. Für den Einsatz von Smart Metern sind die Gestaltungsspielräume noch nicht weiter konkretisiert.

Das im Rahmen dieser Arbeit betrachtete Unternehmen nimmt die Rollen des Verteilnetzbetreibers, des Messstellenbetreibers und des Energielieferanten ein. Hierbei wird ein Shared Service geAbbildunget, der die wesentlichen Dienstleistungsprozesse des Unternehmens sowohl auf Vertriebs- als auch auf Kundenseite konsolidiert und zentralisiert.

Die Aufgaben der strukturierten Beschaffung und bilanziellen Abrechnung werden im Rahmen einer Kooperation durch einen bundesweit agierenden Bilanzkreisverantwortlichen erfüllt. Bei dem EVU wurden im Rahmen des RESIDENS Projekts 200 Kunden mit Smart Metern ausgerüstet und ein spezieller zeitvariabler (Kosten in Abhängigkeit von der Tageszeit) Tarif angeboten. Für die Untersuchung der Geschäftsprozesse wurden zunächst die Aufgaben des vertrieblichen Bereichs, im Besonderen die Abrechnung zum Kunden und die Datenbereitstellung zur Beschaffung und Bilanzkreisabrechnung, analysiert. Erschwerend war, dass zum gleichen Zeitpunkt die neu definierten Prozesse der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) [BNA09] im Unternehmen realisiert wurden.

3 Ausgewählte Geschäftsprozesse

3.1 Umsetzung bei einem kommunalen Energieversorger

Im Rahmen der Untersuchung wurden die in **Abbildung 2** dargestellten Prozesse eruiert und detailliert modelliert. Auf Grund des in diesem Beitrag knapp bemessenen Umfangs erfolgt die Fokussierung auf die Prozesse „Tägliche Übermittlung der Lastgangzeitreihen“ sowie auf die „Jahresabrechnung“. Dazu wurden zunächst die Ist-Prozesse in Form von Aktivitätsdiagrammen abgebildet. Anschließend wurden die Auswirkungen von Smart Metering auf diese Prozesse untersucht und Soll-Prozesse abgeleitet. Diese ausgewählten Prozesse sollen damit beispielhaft die Veränderungen und Anpassung der Abläufe vor und nach dem Einsatz von Smart Metern zeigen.

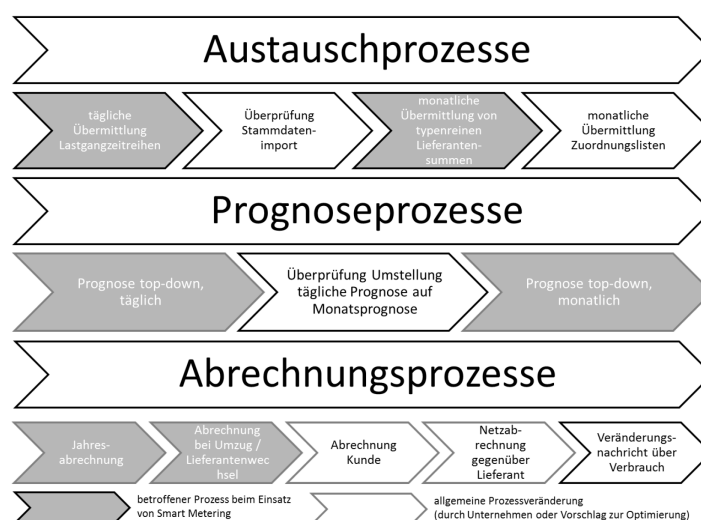


Abbildung 2: Ausschnitt der Prozesslandkarte des kommunalen Energieversorgers

Ist-Prozess: Tägliche Übermittlung der Lastgangzeitreihen

Der Prozess der Übermittlung der täglichen Lastgänge erfolgt obligatorisch für alle viertelstündlich gemessenen Kunden (RLM⁴-Kunden) und ist in **Abbildung 3** dargestellt. Durch das ZFA-System⁵ des Netzbetreibers erfolgt die automatisierte Erfassung der Daten. Ist diese für einen Kunden nicht erfolgreich, kann nach manueller Wiederholung ein Kundenbesuch erforderlich sein. Die Messwerte werden in das Energiedatenmanagement des Netzbetreibers übernommen und auf Vollständigkeit geprüft. Für fehlende Werte ist

⁴ RLM – Registrierende Leistungsmessung. In der Regel Kunden mit einer mittleren elektrischen Leistung von mehr als 100 MWh/Jahr, deren Verbrauch in Abständen von ca. 15 Minuten elektronisch ausgelesen wird.

⁵ ZFA - Zählerfernauslesung

der Netzbetreiber verpflichtet, Ersatzwerte zu bilden. Anschließend erfolgt der Versand an die Lieferanten.

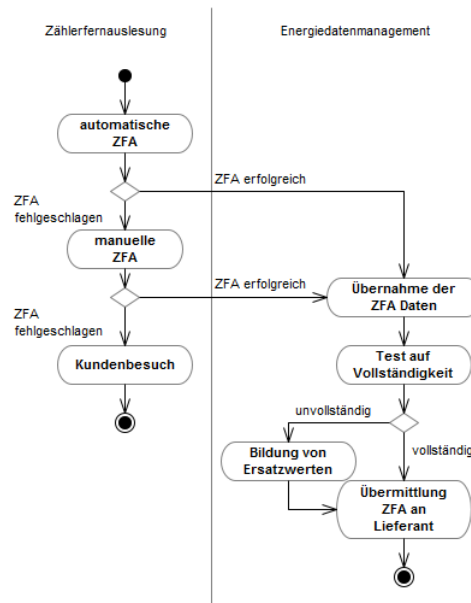


Abbildung 3: Zählerfernauslesung zur täglichen Lastgangübermittlung beim Netzbetreiber

Der Lieferant prüft nach Erhalt der Daten ebenfalls auf Vollständigkeit. Werden vom Netzbetreiber keine Ersatzwerte oder unvollständige Werte geliefert, erfolgt die Ersatzwertbildung durch den Lieferanten, welcher im Anschluss die aggregierten Messwerte an die für die Beschaffung verantwortlichen BKV weiterleitet (siehe Abbildung 4).

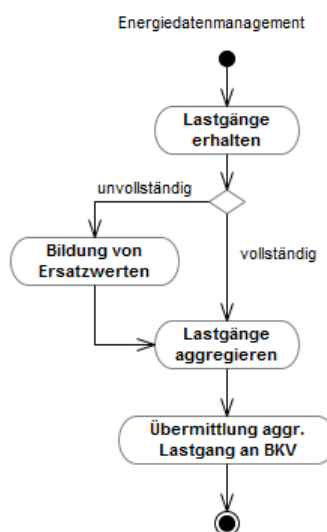


Abbildung 4: Empfang der Messwerte beim Lieferanten

Ist-Prozess: Abrechnung

Ausgangspunkt für die Erstellung der Abrechnung ist entweder der Eintritt des Abrechnungszeitpunktes oder der Umzug bzw. Lieferantenwechsel des Kunden (siehe **Abbildung 5**). Um die Abrechnung erstellen zu können, sind die aktuellen Zählerstände zu erheben. Die notwendige Ableseart unterscheidet sich nach dem Netzgebiet des Kunden. Befindet sich der Kunde im eigenen Netzgebiet und handelt es sich um die Jahresabrechnung, so sind die Kundendaten in der Ablesedatei enthalten, die durch den Shared Service an den Messdienstleister (MDL) übergeben wird. Der MDL fügt der Ablesedatei durch manuelle Eingabe die durch persönliche Ablesung ermittelten Werte hinzu. Anschließend wird die Datei an den Shared Service übergeben, um die Zählerstände in das Abrechnungssystem zu importieren. Im Falle des Lieferantenwechsels/Umzugs oder bei Kunden in fremden Netzgebieten, erfolgt der Versand einer Selbstablesekarte, die durch den Kunden auszufüllen ist. Im Regelfall erfolgt eine Übersendung der ausgefüllten Karte durch den Endkunden an das EVU. Ist dies der Fall, wird der Zählerstand durch den Shared Service in das System eingepflegt. Geht keine Karte beim Energieversorger ein, findet eine Schätzung des Verbrauchs statt. Die importierten, beziehungsweise manuell ins System eingepflegten Zählerstände, werden automatisch vom Abrechnungssystem am Folgetag an die entsprechenden Lieferanten versendet.

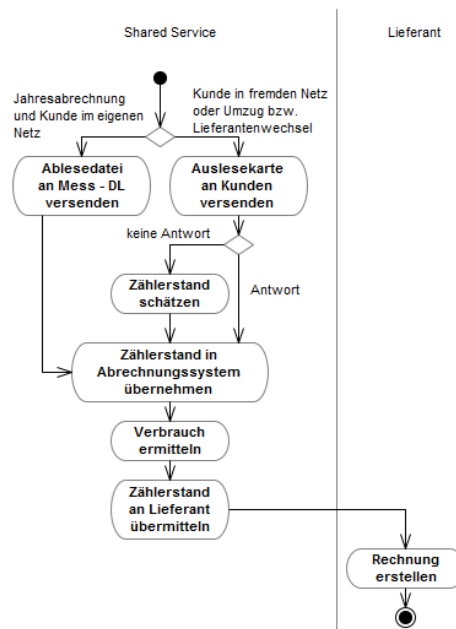


Abbildung 5: Prozess zur Kundenabrechnung

3.2 Identifikation von Anpassungsnotwendigkeiten

Die beschriebenen Ist-Prozesse des kommunalen Energieversorgers unterliegen mehreren Einflussfaktoren:

- neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen (z. B. die Anreizregulierung, welche eine unterjährige Abrechnung der Kunden gem. § 40 Abs. 2 EnWG fordert, oder die durch die Bundesnetzagentur definierten Prozesse zur Bilanzkreisabrechnung),
- Integration von Smart Metern,
- Wettbewerbsdruck im Energiesektor.

Diese Einflussgrößen erfordern die Anpassung der Geschäftsprozesse eines Energieversorgers und Abbildungen damit auch Potenziale zur Optimierung bestehender Abläufe. In diesem Abschnitt werden die in dem Projekt vorgenommenen Änderungen sowie weitere ausgewählte Veränderungsmöglichkeiten für das untersuchte EVU auf Basis der in 3.1 dargestellten Prozesse aufgezeigt.

Soll-Prozess: Tägliche Übermittlung der Lastgangzeitreihen

Zur Realisierung dynamischer Tarife und der Ermittlung der Auswirkungen auf die Beschaffungsoptimierung wurden die Smart Meter Kunden, trotz der Unsicherheit über das noch nicht endgültig festgelegte Verfahren, in dem Projekt als Lastgangkunden (RLM-Kunden) betrachtet, d. h. die Abrechnung und Bilanzierung erfolgt direkt über die ausgelesenen Viertelstundenwerte. Die Realisierung des zeitabhängigen dynamischen Tarifs erfolgt nicht im Zähler, sondern auf Basis des ausgelesenen Lastgangs je Kunde, d. h. die Rechnungslegung bzw. Bestimmung des gültigen Tarifs erfolgt nicht im Zähler selbst, sondern im Nachgang auf Basis der ausgelesenen Zeitreihen. Die tarifierten Daten werden dem Kunden durch den Lieferanten als Feedback-Instrument über ein Web-Portal bereitgestellt (**Abbildung 6**). Der prinzipielle Prozessablauf beim Netzbetreiber ändert sich nicht. Die Anzahl der zu überwachenden Zähler und die Anforderungen an die zu installierende IT Infrastruktur werden jedoch stark erhöht. Dies gilt neben der Änderung des Prozesses auch für den Lieferanten.

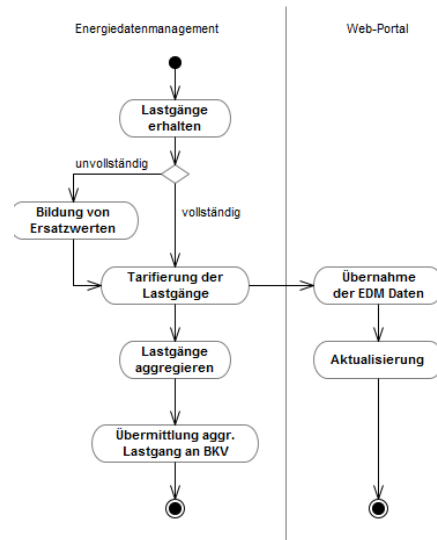


Abbildung 6: Empfang der Messwerte und Tarifizierung beim Lieferanten

Beim Einsatz von Smart Metering spielt die grafische Darstellung und damit verbunden die Möglichkeit zur Analyse und Kontrolle des Verbrauchs zur Erreichung der Änderung des Verbraucherverhaltens des Kunden eine entscheidende Rolle. Für eine zeitnahe aktuelle Darstellung des Verbrauchs, ist der gesamte Prozess der Übermittlung der Lastgänge mehrfach am Tag durchzuführen. Damit geht eine Erhöhung des Prozessaufwandes und, im Falle fehlerhafter Kommunikation, eine Verkomplizierung des Fehlermanagements einher. Im Rahmen des Projektes wurde die zeitnahe Darstellung nicht von jedem Kunden als notwendig empfunden, daher ist zu überlegen, diese Option als zusätzliche Dienstleistung anzubieten.

Die tägliche Erfassung der Lastgänge ist als positiv für die Beschaffung zu bewerten. Die Prognose des zukünftigen Strombedarfs der Haushaltskunden als Grundlage für die Beschaffung auf Basis der gemessenen Werte ist genauer als die einfache Beschaffung über die Standardlastprofile [Wal11]. Damit ist eine Motivation für die Umstellung des Verfahrens aus Sicht der Lieferanten gegeben, allerdings ist eine Entscheidung über die zukünftige Verfahrensweise der Abrechnung noch offen.

Um jedoch für die Kunden einen spürbaren Mehrwert aus der Nutzung des Smart Metering zu schaffen, ist im Projekt, wie oben erwähnt, zunächst ein zeitvariabler Tarif realisiert worden. Dieser wurde margenneutral gegenüber einer Beschaffung über das Standard-Haushaltslastprofil umgesetzt. Grundsätzlich erweist sich die Frage der Tarifbildung als schwierig: Gründe dafür sind die ambivalenten Zielstellungen der betroffenen Marktpartner. So liegt der mögliche Nutzen für den Netzbetreiber in der Beeinflussung der

Verbraucher hinsichtlich der Verringerung der Einflüsse stark fluktuierender EE-Einspeisung und damit einer möglichen Vermeidung des weiteren Netzausbaus und einer Verringerung von Netzverlusten. Hingegen sind die Ziele des Lieferanten eine Kostenminimierung sowohl in der Beschaffung als auch in der Abrechnung der Regelernergie bzw. der Mehr-/Mindermengen. Aktuelle Regularien lassen eine Tarifbildung aus Sicht des Netzbetreibers jedoch nicht zu [If11]. Die Kalkulation der Tarife aus Vertriebsicht erweist sich auf Grund der noch fehlenden Erkenntnisse über Bedürfnisse des Kunden und der Unsicherheit über die bilanzielle Abrechnung als offen [Wa11], [Sc11]. Solange die bilanzielle Abrechnung grundsätzlich über das Lastprofilverfahren erfolgt, ist eine zeitvariable Tarifierung aus Vertriebsicht rein politisch motiviert und außer dem möglichen Marketingeffekt ohne wirtschaftlichen Hintergrund.

Kritisch zu betrachten ist die mögliche Viertelstundenmessung durch die sich daraus ergebenden Datenmengen. Diese sind mit der aktuellen Technologie, die bei dem EVU vorherrscht, schwer verarbeitbar⁶, sodass hierfür neue Investitionen getätigt werden müssen. Kommen beispielsweise, wie im beschriebenen Projekt, mehrere Zählertechnologien im Netzgebiet vor, ist der Aufbau eines heterogenen ZFA-Systems nötig. Insbesondere für ein kommunales EVU ergeben sich daraus ernst zu nehmende IT-Strukturprobleme. Zudem müssen zu jeder Zählertechnologie Ersatzzähler und auch das Personal, welches im Fehlerfall für jeden Zähler entsprechend ausgebildet sein muss, vorhanden sein.

Soll-Prozess: Abrechnung

Durch den Einsatz von Smart Metering kann der Prozess der Abrechnung bereits ab dem Prozessschritt „Netzgebiet des Kunden prüfen“ verändert werden. Durch Smart Metering ist es nicht mehr notwendig, eine Ablesedatei an den MDL zu übergeben, welche nach der Erfassung der Zählerstände wieder ins System eingespielt wird. Auch der Versand von Selbstablesekarten wird durch den Einsatz des intelligenten Stromzählers überflüssig. Somit kann der gesamte Teilprozess für Kunden mit Smart Metern entfallen. Der für die Abrechnung weiterhin notwendige Zählerstand wird für Kunden im eigenen Netz über die ZFA ausgelesen. Für Kunden in fremden Netzen ist der dort verantwortliche MDL zu beauftragen (**Abbildung 7**). Zu berücksichtigen ist beim Lieferanten die hinzukommende Variabilität der Rechnungslegung entsprechend der möglichen Tarife.

⁶ Bei ca. 13.600 Kunden ergeben sich daraus ca. 1,3 Mio. Datensätze pro Tag.

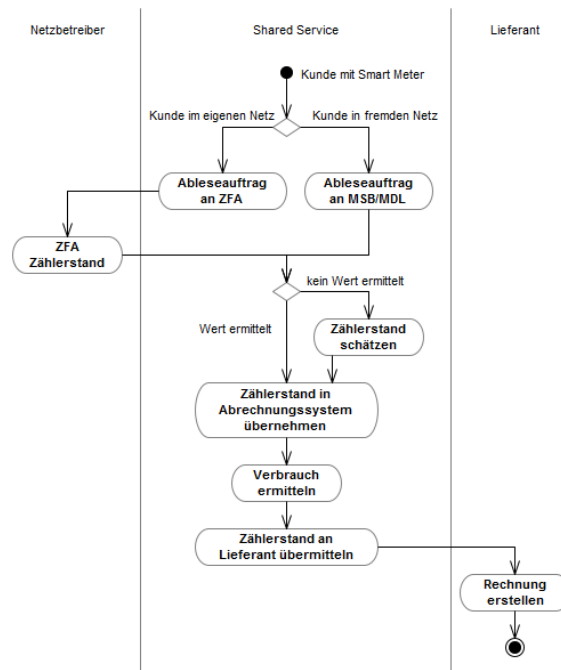


Abbildung 7: Prozess der Abrechnung für Smart Meter Kunden

Durch den Einsatz des Smart Meterings ist somit eine günstige Voraussetzung für eine in § 40 Abs. 2 EnWG geforderte Realisierung von unterjährigen Abrechnungen und den Einsatz variabler Tarife geschaffen. Zudem besitzt der Kunde über das Portal die Handhabe, für jeden gewünschten Zeitraum eine Abrechnung zu erhalten.

Solange jedoch ein netzweiter Rollout von Smart Metern nicht erfolgt, ist neben dem neuen Prozess für die Smart Meter Kunden für die Abrechnung auch der alte Prozess für Haushaltskunden mit manuell auszulesendem Zähler vorzuhalten.

Unabhängig vom Einsatz der Smart Metering Technologie wurden Überlegungen angestellt, die Ablesung mittels der Selbstablesekarte durch Kunden aus fremden Netzgebieten effizienter zu gestalten, indem entweder eine Eingabe des Zählerstandes auf einem Webportal mittels Login des Kunden oder aber die Übermittlung des Zählerstandes durch den Kunden per E-Mail ermöglicht wird. Vorteile, die durch eine Umstellung denkbar sind, ergeben sich beispielsweise aus der Einsparung von Kosten für die Selbstablesekarten sowie deren postalischen Versand. Weiterhin wird der Shared Service entlastet, da der Prozessschritt des Versandes der Ablesekarte entfällt.

Mittels der Realisierung über ein Kundenportal ist es weiterhin denkbar, den Prozessschritt der manuellen Eingabe der Zählerstände ins System einzusparen. Hierfür ist die Entwicklung bzw. Implementierung geeigneter Schnittstellen und Standards für den Datentransfer notwendig. Jedoch ist die Umstellung der internen Prozesse für die Nutzung

eines Kundenportals mit hohem Realisierungsaufwand verbunden. Die vorgestellte Lösungsmöglichkeit mit Hilfe eines Kundenportals die Daten zu erfassen, stellt insbesondere für einen kommunalen Energieversorger ein enormes Kostenproblem dar, welches ohne eine ganzheitliche Herangehensweise und Nutzung eines solchen Portals für weitere Unternehmensbereiche in der Umsetzung nicht denkbar ist. Ein weiteres Problem ist, dass der Onlinezugang nach wie vor für bestimmte Bevölkerungsgruppen eine Barriere darstellt, wodurch die Dateneingabe über ein Portal zwar zu einer Reduzierung der Selbstablesekarten führt, diese aber nicht vollständig ersetzen kann.

Die Portallösung lässt sich ebenfalls auf die Kunden des eigenen Netzes übertragen. Die Akzeptanz bei den Kunden bildet auch hier einen realen Hinderungsgrund. Die Lösung kann aber zu einer Erhöhung der Kundenzufriedenheit führen, da die Eingabe der Zählerstände in das Portal unabhängig von vorgegebenen Ablesezeiten vorgenommen werden kann und der Zeitaufwand beim Versand der Ablesekarte reduziert wird.

4 Zusammenfassung

Im Rahmen des Beitrags wurden Prozesse aus einem Smart Meter Projekt bei einem kommunalen EVU untersucht. Im Beitrag dargestellt sind die Prozesse der Datenerstellung zur Beschaffung und Bilanzierung sowie der Abrechnung gegenüber dem Kunden. Auf weiterführende Auswirkungen auf die regulatorisch getriebenen Prozesse der Anbahnung, sowie der Beendigung der Stromlieferung und des Lieferantenwechsels konnte hier nicht weiter eingegangen werden.

Es ist festzuhalten, dass zur Integration der Smart Meter und Realisierung der damit verbundenen Möglichkeiten zunächst die Kosten für die Anschaffung der Smart Meter selber und zudem Anpassungen der existierenden Geschäftsprozesse und Investitionen in die vorhandene IT-Infrastruktur notwendig sind. Die Anforderungen an das EVU steigen mit der Heterogenität und Inkompatibilität der verwendeten Zählertechnologien. Solange die Zählerlandschaft in einem Netz auf verschiedenen Technologien aufsetzt und die Verfahrensweise der Auslesung je Zählertyp unterschiedlich ist, sind die Prozesse zur Auslesung und Verarbeitung der Daten teilweise redundant vorzuhalten. Mit weiterer Individualisierung der Tarife nimmt zudem die Komplexität der Messwerterfassung unter den bisher noch nicht diskutierten Datenschutzaspekten zu. Im Falle last- und verbrauchsvariabler Tarife ist eine registrierte Viertelstundenleistungsmessung nicht

notwendig und datenschutzrechtlich nicht begründet, wobei die erwähnten Vorteile zur Beschaffungsoptimierung verloren gehen. Weiterhin erhöhen individualisierte Tarife die Anforderungen an die Datenvisualisierung und Rechnungslegung.

Die aufgezählten Aufwendungen müssen wirtschaftlich zumutbar sein und einem Nutzen für beide Marktpartner gegenüber stehen. Außer einer geeigneten Anreizregulierung stehen dem Netzbetreiber wenige Möglichkeiten zur Verfügung, da er aktuell keine Eingriffsmöglichkeiten in die Tarifierung des Lieferanten besitzt. Nutzen stiftend für den Lieferanten können die von der Tarifierungsvariante abhängigen Minimierungsmöglichkeiten für Regelergiekosten oder Mehr-/Mindermengenkosten sein, was entscheidend von den regulatorischen Vorgaben abhängig ist.

Positiv sind die gute Unterstützung und die Möglichkeit der effizienteren Gestaltung des Prozesses der Kundenabrechnung durch den Smart Meter, welche auch unter den aktuellen Randbedingungen umsetzbar ist.

Unsicherheit über die regulatorischen Vorgaben führt zur Unsicherheit bei der Prozessrealisierung innerhalb der EVU. Smart Metering führt zu Prozessveränderungen und macht Investitionen in Informations- und Kommunikationsinfrastruktur notwendig, deren Risiken und Gewinnchancen aber noch nicht korrekt abgeschätzt werden können. EVU sind über Beteiligungen an Modellprojekten auf der Suche nach risikoarmen Lösungen, welche Investitionssicherheit bieten. Um endgültige Sicherheit zu schaffen, sind Anpassungen der regulatorischen Vorgaben notwendig, da die Motivation zur weiteren Verbreitung von Smart Metern auf dem Markt derzeit zu gering ist. Das Ziel der Neuausrichtung der Energieversorgung in Deutschland und die damit verbundene Neugestaltung der dazu notwendigen Prozesse und Informations- und Kommunikationsstrukturen muss weiter politisch motiviert werden [BDI11].

Literaturverzeichnis

- [Ap04] Appel, M., et al., Unbundling - Gestaltungsmodelle und Handlungsoptionen für Stadtwerke und EVU, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 54, pp. 242-245, 2004.
- [Ap06] Appel, M., et al., Praxis des Unbundling - der Teufel steckt im Detail, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 56, pp. 36-41, 2006.
- [AW10] Arldt, D. and Wolling, J., Energiebewusstsein 2010. Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage in Thüringen zu energiebezogenen Einstellungen und Verhaltensweisen: Technische Universität Ilmenau, 2011.
- [BA09] Beenken, P.; Abels, S., Strategien zur sicheren Bereitstellung von Energiedaten und zum Nachweis von Informationsweitergaben gemäß §9 EnWG. Abruf am: 2011-07-12, <http://aisel.aisnet.org/wi2009/144>, 2009
- [Be10] Beier, A., et al., "Smart Metering - wirtschaftliche Bewertung und strategische Überlegungen für kleinere und mittlere Stadtwerke," *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 60, pp. 2-5, 2010.
- [BDI11] BDI, BDI Initiative Internet der Energie: Auf dem Weg zum Internet der Energie. Der Wettbewerb allein wird es nicht richten, 2011.
- [BMJ05] Bundesministerium für Justiz, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Abruf am: 2011-08-18, http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/enwg_2005/, 2005.
- [BMW11] BMWi, Integriertes Energie- und Klimaprogramm (IEKP) der Bundesregierung. Abruf am: 2011-07-21, <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/energie,did=254040.html>, 2007.
- [BNA06] Bundesnetzagentur, Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung und Belieferung von Kunden mit Elektrizität. Abruf am: 2011-08-18, http://www.zfk.de/cms/Infothek/Regulierung/Regulierung_/Geschaeftspro_12_07_06.pdf, 2006.

- [BNA09] Bundesnetzagentur, B. MaBiS - Festlegung von Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom. Abruf am: 2011-08-18, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2007/2007_001bis100/BK6-07-002/BK6-07-002_Beschluss10062009.pdf?__blob=publicationFile, 2009.
- [BR10] Bretschneider, P.; Rüttinger, H., www.forum-netzintegration.de. Abruf am: 2011-08-18, http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Ruettinger_Fraunhofer_010909_01.pdf, 2010.
- [EU96] EU. Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Abruf am: 2011-07-21, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31996L0092:DE:HTML>, 1996
- [EU06] EU Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates. Abruf am: 2011-07-21, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32006L0032:DE:HTML>, 2006.
- [EU09] EU RICHTLINIE 2009/72/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG. Abruf am: 2011-07-21, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF>, 2009.
- [Fl11] Flachsenberger, I., Analyse ausgewählter Geschäftsprozesse eines kommunalen Energieversorgers unter Einbezug der Einführung von Smart Metering sowie der Integration des Endkunden, Diplomarbeit: Technische Universität Ilmenau, 2011.

- [If11] Ifland, M., et al., Smart Metering in the context of liberalized energy markets, in 6th International Conference on Deregulated Electricity Market Issues in South Eastern Europe DEMSEE, ed, 2011.
- [Kl05] Klees, A., Entflechtung in der deutschen Energiewirtschaft. Kostenfalle oder Effizienzquelle?, 2. Aufl. ed. Wiesbaden: Dt. Univ.-Verl., 2005.
- [Kl07] Klobasa, M., Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Zürich: Dissertation ETH Zürich, 2007.
- [Po06] Poullie, M., Rechtliche Rahmenbedingungen des neuen Energiewirtschaftsgesetzes zur Entflechtung und Verfahren der buchhalterischen Entflechtung, Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen, vol. 29, pp. 165-193, 2006.
- [Sc11] Schmitten, R., "Variable Tarife: Herausforderungen für die smarte Energieversorgung," Energiewirtschaftliche Tagesfragen, pp. 36-37, 2011.
- [St08] Stamati, M., Die Anforderungen der operationellen Entflechtung nach den Beschleunigungsrichtlinien der Europäischen Kommission. Umsetzung in Deutschland und Griechenland, Veröffentlichungen des Instituts für deutsches und europäisches Wirtschafts-, Wettbewerbs- und Regulierungsrecht der Freien Universität Berlin ; 8, Lang, Frankfurt am Main [u.a.], 2008.
- [Wa11] Warweg, O., et al., Analysis of the effects of Demand Response to the integration of renewable energy into the distribution grid, in International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, ed, 2011.
- [WI06] wik-Consult, Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). Abruf am: 2011-08-24, Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy), 2006.

- [WS08] Weidler, A.; Schwarz, R., Die Energiewirtschaft im Umbruch - Anforderungen an das Controlling und Lösungsansätze, in Mehr Verantwortung für den Controller - Lösungsansätze zur Leistungssteigerung und Best Practice-Lösungen zum Performance- und Compliance-Controlling, P. Horváth, Ed., ed Stuttgart: Schäffer-Poeschel, 2008.
- [WS09] Wolber, H.-J.; Servaes, I., "IT-Unbundling bei den Stadtwerken Düsseldorf AG," in Energiewirtschaftliche Fragestellungen aus betriebswirtschaftlicher und ingenieurwissenschaftlicher Sicht, C. Felden, Ed., ed Berlin: GITO-Verlag, 2009.